

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ХАРКІВСЬКА НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА**

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**

**ДО САМОСТІЙНОГО ВИВЧЕННЯ КУРСУ**

**«ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ»**

**ТА ВИКОНАННЯ КОНТРОЛЬНИХ ЗАВДАНЬ**

(для студентів 3 курсу денної і 3-4 курсів заочної форм навчання  
та слухачів другої вищої освіти за напрямом підготовки  
6.050701 «Електротехніка та електротехнології»)

**ХАРКІВ ХНАМГ 2007**

Методичні вказівки до самостійного вивчення курсу «Електричні системи та мережі» і виконання контрольних завдань (для студентів 3 курсу денної і 3-4 курсів заочної форм навчання та слухачів другої вищої освіти за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології») / Харк. нац. акад. міськ. госп-ва; уклад.: Г. А. Сендерович, О. М. Довгалюк, Д. М. Калюжний. – Х.: ХНАМГ, 2007. – 57 с.

Укладачі: доц., к.т.н. Г. А. Сендерович,  
доц., к.т.н. О.М. Довгалюк,  
доц., к.т.н. Д.М. Калюжний

Рецензент: проф., д.т.н. В. Г. Ягуп

Рекомендовано кафедрою «Електропостачання міст»,  
протокол № 3 від 27 жовтня 2006 р.

## ЗМІСТ

1. Загальні вказівки .....	3
2. Робоча програма й методичні вказівки до тем курсу .....	5
Тема 1. Вступ .....	5
Тема 2. Умови роботи й конструктивне виконання ліній електричних мереж ....	6
Тема 3. Характеристики й параметри елементів електричної системи.....	8
Тема 4. Методи розрахунку режимів електричних мереж.....	11
Тема 5. Відомості про проектування електричних мереж .....	14
Тема 6. Основні дані про електричні системи й режими їхньої роботи.....	18
Тема 7. Якість електричної енергії і її регулювання в електричних системах ...	21
Тема 8. Особливі режими електричних систем.....	23
3. Контрольні завдання .....	24
Контрольне завдання 1 .....	24
Контрольне завдання 2 .....	25
4. Вказівки до виконання контрольних завдань.....	29
4.1. Вибір вихідних даних .....	29
4.2. Вказівки до виконання контрольного завдання №1 .....	29
4.3. Вказівки до виконання контрольного завдання №2.....	39
Додатки.....	53
Список літератури .....	57

## 1 ЗАГАЛЬНІ ВКАЗІВКИ

У курсі “Електричні системи та мережі” вивчають основи техніко-економічних й електричних розрахунків електричних систем і мереж, принципи їхньої побудови й проектування, використання при розрахунках ЕОМ, наводяться відомості про роботу електричних мереж.

Мета викладання дисципліни – прищепити студентам знання основних принципів, на яких ґрунтується розвиток електричних систем і мереж; формування уявлень про основні проблеми в електроенергетичному будівництві і способах їхнього вирішення.

Завдання вивчення дисципліни: створення в інженерів-електроенергетиків системи знань про методологічні основи аналізу режимів і проектування електричних мереж електропостачання, закріплення теоретичних знань і вироблення навичок їхнього застосування при виконанні розрахунків з даної дисципліни й інших курсах, а також у практичній інженерній діяльності.

Для студентів-заочників передбачені наступні форми вивчення матеріалу з курсу: самостійна робота над літературою відповідно до викладеної нижче програми й методичних вказівок до неї; відповіді на запитання для самоперевірки; виконання двох контрольних завдань і курсового проекту; слухання лекцій з основних питань курсу в період установочної сесії і виконання лабораторних робіт.

При самостійному вивченні курсу необхідно попередньо ознайомитися з робочою програмою та методичними вказівками до кожної теми. Після вивчення теми треба відповісти на запитання для самоперевірки. Вивчення матеріалу слід закріпити вирішенням і розбором прикладів, що є в рекомендованій літературі. Вирішення завдань – важливий метод засвоєння і закріплення навчального матеріалу. З цією метою складено і контрольні завдання, наведені в цих методичних вказівках.

Відповідно до навчального плану для вивчення курсу відводиться два семестри: в першому – студенти повинні вивчити теми 1-5 робочої програми й виконати дві контрольних роботи, в другому – вивчити теми 6-8 і виконати курсовий проект.

Знання студентів контролюються за результатами виконання контрольних і лабораторних робіт і складання заліку в першому семестрі й результатом виконання курсового проекту й складання іспиту в другому семестрі.

Методичні вказівки є уточненим і доповненим перевиданням „Методичних вказівок до самостійного вивчення курсу «Електричні системи та мережі» / Укладачі: Сендерович Г.А., Довгалюк О.М. - Харків: ХДАМГ, 2001.- 58 с.”

## **2 РОБОЧА ПРОГРАМА ТА МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ТЕМ КУРСУ**

### **Тема 1. Вступ**

Загальні завдання електроенергетики і її особливості як галузі народного господарства.

Класифікація енергетичних й електричних систем і електричних мереж. Номінальні напруги мереж трифазного струму. Завдання аналізу, розрахунків і проектування електричних систем і мереж.

Система математичних позначень.

Література: [1, с.12-22; 2, с.19-24; 5, с.48-51; 4, с.3-6, 9,10].

Методичні вказівки. Ознайомитися з основними поняттями, термінами, визначеннями, що застосовуються у спеціальній літературі. Важливо засвоїти номінальні напруги генераторів, мереж, приймачів, первинних і вторинних обмоток трансформаторів; пам'ятати, що розрахунки електромереж повинні відповідати надійності й економічності електропостачання, якості електроенергії. Для кращого розуміння курсу необхідно ознайомитися із системою математичних позначень.

#### **Запитання до самоперевірки**

1. Що таке енергетична система, електрична система, електрична мережа?
2. Призначення електричних мереж, вимоги, що ставляться до них.
3. Чим викликане прагнення об'єднати окремі енергосистеми на паралельну роботу?
4. Що така номінальна напруга?
5. Яка відмінність між номінальними напругами генераторів, електричних мереж і приймачів, первинних і вторинних обмоток підвищуючих і понижуючих трансформаторів?
6. Що таке максимальна робоча напруга?
7. Що дають результати розрахунку електричної мережі?

## **Тема 2. Умови роботи й конструктивне виконання ліній електричних мереж**

Загальна характеристика повітряних ліній (ПЛ), їх конструктивних елементів і умов роботи. Основні відомості про матеріали, конструкції і області застосування проводів різних марок. ДСТУ 839-80 на проводи неізольовані для ліній електропередачі. Короткі відомості про основну лінійну арматуру й ізолятори. Матеріали, основні типи й конструкції опор ПЛ та їх фундаментів.

Загальна характеристика кабельних ліній (КЛ), області їхнього застосування і умов роботи. Основні дані про кабелі з в'язким просоченням ізоляції, масло - і газонаповнені кабелі у трубах і т.п. Короткі відомості про арматуру й конструкції КЛ.

Основні дані про конструкції внутрішніх електричних мереж: струмопроводи, прокладка кабелів; проводи і шнури, способи їхньої прокладки всередині будинків.

Стандартизація параметрів обладнання ліній електропередачі.

Режим нейтралі, його зв'язок з безпекою обслуговування, безперебійністю електропостачання, надійністю роботи й економічністю електроустановки.

Електричні мережі напругою до 1000В із глухозаземленою та ізолюованою нейтраллю.

Електричні мережі напругою вище 1000В з ізолюованою, компенсованою та глухозаземленою нейтраллю. Ефективне заземлення нейтралі.

Література: [1, с.23-53; 5, с.51-59; 4, с. 6-9].

Методичні вказівки. Необхідно вивчити області застосування електричних мереж різних конструкцій: повітряні, кабельні, внутрішні мережі; знати матеріали, що застосовуються для виготовлення струмоведучих частин проводів і кабелів. Потім приступити до вивчення обладнання ПЛ і КЛ. При

вивченні конструктивного виконання електричних мереж необхідно засвоїти переваги й недоліки ПЛ і КЛ, головні конструктивні елементи ПЛ: проводи й троси, ізолятори (звернути увагу на старе і нове їх позначення), опори, лінійну арматуру; знати розташування проводів і тросів на опорах, матеріали опор і фундаментів.

При вивченні кабельних ліній треба засвоїти способи їх прокладки, влаштування з'єднань та арматури.

Відповідно до ПУЕ електроустановки бувають:

- напругою вище 1000В в мережах з ефективно заземленою нейтраллю;
- напругою вище 1000В в мережах з ізольованою нейтраллю або заземленою через дугогасні реактори нейтраллю;
- напругою до 1000В із глухозаземленою нейтраллю;
- напругою до 1000В з ізольованою нейтраллю.

Необхідно засвоїти переваги й недоліки зазначених вище режимів нейтралі.

#### Запитання для самоперевірки

1. В яких випадках застосовують повітряні й кабельні лінії?
2. Назвіть струмопровідні матеріали, їх основні характеристики та область застосування.
3. Конструктивне виконання неізованих алюмінієвих і сталюалюмінієвих проводів, кабелів, ізольованих проводів різних марок.
4. Основні конструктивні елементи повітряних і кабельних ліній.
5. Перерахуйте матеріали й типи опор ПЛ, вкажіть область їх застосування.
6. Транспозиція проводів. Призначення. Схема.
7. Вібрація і “пляска” проводів.
8. Зобразіть ізолятори, що використовуються на ПЛ, дайте пояснення щодо їх конструкції.
9. Перерахуйте основну лінійну арматуру. Поясніть конструктивне виконання підтримуючих і затяжних затискачів.

10. Умови виникнення ожеледеутворення.
11. Конструкція кабелів 6-10кВ. Зобразіть переріз кабелю. Поясніть призначення елементів кабелю.
12. Вкажіть основні способи прокладки кабельних ліній, внутрішніх проводок.
13. Зобразіть і поясніть конструктивне виконання окінцювання та з'єднання кабелів.
14. Накресліть схеми мережі для кожного з режимів нейтралі й дайте пояснення.
15. Побудуйте векторні діаграми струмів і напруг для мереж із ізольованою або заземленою через дугогасні реактори нейтраллю і дайте пояснення.
16. Практичні значення ємкісного струму замикання на землю в мережах 6-35 кВ.
17. Граничні значення ємкісного струму замикання на землю в мережах 6-35кВ з ізольованою нейтраллю, при яких ще забезпечується загасання дуги в місці замикання.

### **Тема 3. Характеристики й параметри елементів електричної системи**

Завдання розрахунків й аналізу передачі електроенергії по електричних мережах. Параметри режиму електричної мережі. Основні рівняння, що визначають режим передачі електроенергії.

Схеми заміщення повітряних і кабельних ліній. Визначення параметрів схем заміщення. Втрати потужності на корону в повітряних лініях. Лінії з розщепленими проводами.

Схеми заміщення дво - і триобмоточних трансформаторів й автотрансформаторів. Визначення параметрів схем заміщення трансформаторів різних типів за каталожними даними.



Статичні характеристики навантажень споживачів, регулюючий ефект навантаження. Завдання навантаження при розрахунках режимів електричних систем і мереж. Представлення генераторів при розрахунках сталих режимів.

Графіки навантажень вузлів електроенергетичних систем. Основні групи споживачів та їх типові графіки навантажень. Розрахункові навантаження електроспоживачів та їх характеристики. Річний графік навантаження за тривалістю. Коефіцієнти, що характеризують графік навантажень: число годин використання максимальної і встановленої потужності; коефіцієнт участі споживачів у максимумі навантаження; коефіцієнт одночасності та ін. Середні й середньоквадратичні навантаження. Дисперсія графіка навантажень.

Статичні характеристики навантажень за напругою й частотою. Подання навантажень у розрахункових схемах електричних систем.

Втрати потужності та енергії в елементах електричних мереж. Втрати потужності в лініях при зосереджених і розосереджених навантаженнях. Втрати потужності в трансформаторах різних типів. Втрати енергії в лініях і трансформаторах та їх визначення за графіками навантаження й годинами найбільших втрат.

Література: [1, с.54-96, 496-505; 4, с. 11-18; 6, с.74-79].

Методичні вказівки. Передача електроенергії по лінії електричної мережі обумовлена поширенням електромагнітного поля в проводах і просторі, що їх оточує. При вивченні даної теми слід усвідомити фізичний зміст усіх параметрів, що входять у рівняння довгої лінії.

Трифазні мережі змінного струму практично симетричні, тому опори, модулі струмів, напруг й ЕРС у кожній фазі такої мережі однакові і розрахунки ведуть для однієї фази за однолінійною схемою.

Схеми заміщення ліній і трансформаторів приймають спрощеними для зручності розрахунку, однак вони відбивають фізичні процеси, що відбуваються при передачі електроенергії. Важливо розібратися з фізичною сутністю активних і реактивних опорів і провідності схем заміщення ліній і

трансформаторів.

При складанні розрахункової схеми заміщення мережі, що складається з елементів різних номінальних напруг, параметри всіх елементів мережі треба приводити до однієї базисної напруги. При цьому провідності ліній і трансформаторів зручно подавати у вигляді відборів потужності, рівних втратам потужності в цих провідностях.

При вивченні статичних характеристик навантаження звернути увагу на їхній вплив на сталий режим через регулюючий ефект навантаження. Позитивний регулюючий ефект навантаження відповідає негативному зворотному зв'язку й стабілізує параметри режиму системи. Негативний ефект здійснює зворотній вплив.

Для живильної мережі найбільш точним є задання навантажень постійної потужності. Для розподільних мереж  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ звичайно навантаження задають постійним струмом або, що те саме, постійною потужністю при  $U = U_{\text{ном}}$ .

У центрах живлення генерацію звичайно задають при постійній напрузі за модулем та фазою ( $U_{\Gamma} = \text{const}$ ,  $\delta_{\Gamma} = \text{const}$ ). При цьому центр живлення є базисним за напругою і балансує за активною і реактивною потужностям.

Важливо усвідомити, чим обумовлені втрати активної й реактивної потужності в лініях електропередач, трансформаторах та інших елементах електричної мережі; знати основні формули для розрахунку втрат потужності в елементах мережі. Після цього треба розібратися, як обчислити втрати енергії при відомому річному графіку навантаження за тривалістю; мати чітке уявлення про час найбільших втрат і його залежність від графіка навантажень і коефіцієнтів, що його характеризують, зокрема від числа годин використання максимального навантаження.

Уміння розраховувати втрати потужності й енергії в елементах електричної мережі необхідно при обґрунтуванні конфігурації електричної мережі й проведенні техніко-економічних розрахунків.

### Запитання для самоперевірки

1. Що таке коефіцієнт поширення, хвильовий опір?
2. Якими фізичними процесами можна пояснити наявність активного й індуктивного опору, активної й індуктивної провідності ліній і трансформаторів?
3. Чому одні параметри (опору) схем заміщення з'єднані послідовно з основним ланцюгом електричної мережі, а інші (провідності) – паралельно з нею?
4. Розходження між активним й омичним опором.
5. Чому схеми заміщення ліній різних номінальних напруг різні?
6. В яких межах змінюються опори  $x_0$  (Ом/км) повітряних і кабельних ліній? Чому розходження між цими величинами для повітряних і кабельних ліній значне?
7. Наведіть вихідні дані для визначення параметрів схем заміщення трансформаторів, поясніть їх фізичну сутність.
8. Який елемент схеми заміщення приводить до появи негативного ефекту узагальненого реактивного навантаження при зниженні напруги нижче критичної?
9. Як задати генерацію реактивної потужності синхронних компенсаторів у вузлі?

### Тема 4. Методи розрахунку режимів електричних мереж

Завдання розрахунків параметрів режимів ліній електропередачі й електричних мереж. Розрахункові схеми електричних мереж. Приведення навантажень до сторони вищої напруги трансформаторів.

Векторна діаграма струмів і напруг ліній. Падіння і втрата напруги. Виведення формул для розрахунку ліній за даними початку й кінця лінії.

Розрахунок розімкнутої мережі. Відмінність у методиці розрахунку для живильних і розподільних ( $U_{\text{НОМ}} \leq 35$  кВ) мереж.

Основні принципи розрахунку робочих режимів кільцевих електричних

мереж. Визначення потоків потужності на головних ділянках. Визначення точки поточкорозподілу. Особливості розрахунку при різних напругах джерел. Метод накладання. Метод розщеплення схеми мережі.

Розрахунок складнозамкнутих мереж методом перетворення. Рівняння контурних струмів і контурних потужностей для складнозамкнутих мереж. Спрощені методи розрахунку мереж за довжиною ліній. Елементи топології мереж. Матриці з'єднань.

Рівняння вузлових напруг у матричному вигляді. Базисний і балансуєчий вузли. Звернена форма запису рівняння вузлових напруг. Методи формування матриці вузлових опорів.

Ітераційні методи вирішення рівняння вузлових напруг. Метод простої ітерації. Метод Зейделя.

Кодування вихідних даних по гілках і вузлах електричної мережі для виконання розрахунків на ЕОМ.

Література: [1, с.97-152, 382-419; 2, с.152-245; 4, с. 29-40].

Методичні вказівки. Слід чітко усвідомити завдання, що стоять перед проектувальником при розрахунку режиму розімкненої мережі: що задано, що треба визначити, які допущення дозволяються при цьому.

Необхідно навчитися за загальною конфігурацією мережі скласти її однолінійну схему, а за однолінійною схемою – розрахункову схему з розрахунковими навантаженнями.

При вивченні розрахунку режиму розімкнутих електричних мереж усвідомити розходження розрахунку при заданні напруги і потужності на початку й кінці лінії. У реальних мережах напруга звичайно задається на початку лінії, а навантаження – наприкінці. Використання формул, виведених для розрахунку за даними початку чи кінця лінії, можливо з допущеннями, різними для мереж з  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ і більш високої напруги. При вивченні розрахунку режиму замкнутих електричних мереж основну увагу слід звернути на особливості задання розрахунку в нормальному робочому й післяаварійному

режимі, а також на залежність розподілу потужностей у замкнутих електричних мережах від комплексних опорів ділянок таких мереж.

Потрібно пам'ятати, що розподіл потужностей у будь-якій замкнутій мережі можна знайти, скориставшись законами Кірхгофа, особливо із застосуванням ЕОМ і матричного методу. Але найчастіше такі розрахунки можна провести спрощеними методами. Тому в даній темі варто вивчити способи розрахунку режимів кільцевих мереж, ліній з двостороннім живленням при різних напругах джерел живлення, методи перетворення схем заміщення, метод розщеплення.

Розрахунок режиму складної електричної мережі полягає у визначенні поточкорозподілу потужностей у гілках мережі й напруг у її вузлах. Розрахунок ускладнюється наявністю трансформаторів і автотрансформаторів з їхніми коефіцієнтами трансформації. Звичайно розрахунки трудомісткі, тому що ставлять своїм завданням врахування кількарізних змін режимів мережі. Тому важливо навчитися правильно вибирати той чи інший метод визначення поточкорозподілу потужностей.

#### Запитання до самоперевірки

1. Що значить розрахувати режим розімкнутої і замкнутої мережі? Основні особливості розрахунків режимів розімкнутих і замкнутих електричних мереж.
2. Як обчислити розрахункову потужність підстанції електричної мережі?
3. Як визначити потужності, що протікають по головних ділянках кільцевої мережі, і потужності, що протікають по інших ділянках мережі?
4. У чому полягає розходження між падінням і втратою напруги?
5. Чим розрізняються поздовжня і поперечна складові спадання напруги і як вони виражаються через потоки потужності в лініях?
6. Як розрахувати в два етапи режими лінії з двох ділянок при заданні напруги на початку першого?
7. Як розрахувати режим електричних мереж двох номінальних

напруг?

8. Які припущення приймають при розрахунках розподільних мереж?
9. Як визначити найбільшу втрату напруги в мережі?
10. Чим викликано використання цифрових обчислювальних машин і спеціальних моделей для розрахунку режимів складних електричних мереж?
11. Сутність фізичного і математичного моделювання.

## **Тема 5. Відомості про проектування електричних мереж**

Завдання та техніко-економічні основи проектування електричних мереж. Капітальні вкладення на спорудження мережі. Щорічні витрати на експлуатацію мережі. Визначення витрат на компенсацію втрат електроенергії в мережі.

Техніко-економічний збиток (народногосподарські збитки) при неякісному електропостачанні споживачів (перерви електропостачання, неякісна напруга і т.п.). Приведені затрати.

Порівняння варіантів електричних мереж та їх елементів методом приведених затрат. Собівартість передачі електроенергії.

Завдання та вихідні умови вибору перерізів проводів і струмоведучих жил кабелів. Вибір економічно доцільних перерізів за економічною щільністю струму та методом економічних інтервалів.

Методика вибору перерізів за допустимою втратою напруги. Нагрівання проводів і кабелів при протіканні по них струму, методика вибору або перевірки їх перерізів за умовою припустимого нагріву.

Вибір економічно доцільної номінальної напруги мережі.

Основні схеми мереж електричних систем, вибір економічно доцільних схем.

Література: [1, с. 237-322; 2, с. 277-297, 336-361, 370-373; 4, с. 41-55; 5, с. 10-68].

Методичні вказівки. При проектуванні й експлуатації електричних мереж і систем жодне технічне рішення якої-небудь проблеми не розглядається ізольовано від його економічних показників. До систем електропостачання ставляться такі основні вимоги: надійність, забезпечення електроенергією високої якості, можливість розвитку без корінної перебудови, зручність і безпека обслуговування. Усі ці вимоги пов'язані з економічністю. Тому всі завдання проектування вирішуються комплексно, щоб при величезних капітальних вкладеннях в енергетику досягався максимальний технічний та економічний ефект.

Для вибору оптимального варіанта електропостачання намічаються декілька варіантів, що задовольняють технічні вимоги. Оптимальним з них вважається той, що характеризується мінімальними приведеними витратами.

Слід звернути увагу на те, що по окремо взятих величинах капітальних й експлуатаційних витрат різних варіантів не можна судити про економічність варіантів, як не важливі ці показники. Основним критерієм економічної ефективності того чи іншого варіанта є величина приведених витрат.

Треба уважно вивчити питання про техніко-економічний збиток від перерв електропостачання споживачів і про існуючі способи його визначення; усвідомити, які фактори найбільше впливають на величину витрат електроенергії в електричних системах і мережах, знати основні заходи, що дозволяють зменшувати витрати електроенергії і собівартість її передачі; засвоїти загальні поняття про використання строку окупності як критерію економічної ефективності й усвідомити його недоліки.

Основним критерієм, який повинні задовольняти обрані проводи й кабелі, є їхня економічна доцільність, тобто мінімальні приведені витрати. Мінімуму приведених витрат відповідає переріз, що називається економічним і вибирається за економічною щільністю струму.

Однак при виборі перерізів потрібно враховувати ряд обмежень: нагрівання проводів під дією струму (при цьому варто розглядати найбільш важкий тепловий режим приводів); необхідний рівень напруги для протяжних

ліній напругою до 1000В, а також ліній 6-10 кВ. У таких мережах активний опір істотно переважає над індуктивним, тому зміною перерізу проводів можна ефективно впливати на зміну спадання напруги в мережі. Для ліній напругою 110, 220 кВ необхідно запобігати розвитку корони на проводах, тому в ПУЕ приводяться мінімально допустимі перерізи проводів ліній зазначених напруг. Для будь-якої повітряної лінії слід вибирати провідники такими, щоб вони забезпечували необхідну механічну міцність.

При проектуванні напругу вибирають одночасно зі схемою мережі з урахуванням перспективи на 5-10 років. Звичайно при сформованих системах напруг і схемах системи вибирають напругу ділянки мережі для живлення нових споживачів чи подальшого розвитку мережі. При цьому розглядається можливість застосування однієї з двох суміжних за шкалою напруг.

Різноманіття умов місцевості, зміна навантажень, розміщення джерел електроенергії обумовлюють можливість застосування різних схем і конфігурацій мережі, тому оптимальну схему можна вибрати тільки на основі техніко-економічних розрахунків, порівнюючи варіанти мережі.

Складання доцільних варіантів схеми є складним завданням, його вирішення можливе тільки після повного вивчення запитань, зазначених у найменуванні теми.

#### Запитання для самоперевірки

1. Сутність методики техніко-економічних розрахунків в енергетиці.
2. Що є критерієм економічної ефективності варіантів електропостачання?
3. Розрахункове рівняння приведених витрат.
4. Що таке капітальні витрати, витрати експлуатації? Чому окремо за величиною капітальних витрат чи за витратами експлуатації не можна судити про економічність варіантів?
5. Що таке термін окупності? Його нормативна величина.
6. Як визначаються витрати на амортизацію, ремонт і обслуговування?

Призначення відрахувань.



7. Що таке експлуатаційної витрати? Їхній склад.
8. Від яких факторів залежить вартість передачі 1 кВт год. електроенергії, вартість втраченої електроенергії?
9. Як визначаються втрати електроенергії в елементах електричних систем і мереж?
10. Що таке “число годин максимальних” втрат? Від яких факторів воно залежить і в яких розрахунках використовується?
11. Методика визначення техніко-економічного збитку при неякісному електропостачанні споживачів. Розрахункові рівняння.
12. Що таке “економічна щільність струму”? Від яких факторів залежить її величина?
13. В яких мережах переріз проводів не вибирають за економічною щільністю струму?
14. Метод вибору перерізу проводів за економічними інтервалами.
15. Від яких причин залежать припустимі за умовами нагрівання тривалі струми провідників різних конструкцій?
16. Яке співвідношення між припустимим за умови нагрівання струмом проводів і кабелів і номінальним струмом плавких уставок запобіжників, номінальним струмом теплових елементів автоматів чи магнітних пускачів? Чому це співвідношення треба враховувати при виборі перерізів проводів?
17. Дайте оцінку перерахованим нижче методам вибору перерізу проводів за умовою припустимих втрат напруги: постійного перерізу, постійної щільності струму, мінімальної витрати матеріалу.
18. Розрахунок мереж напругою до 1000В за припустимою втратою напруги ліній з рівномірно розподіленим навантаженням.
19. Як визначити переріз проводів за допустимою втратою напруги в лініях змінного струму із сталевими проводами?
20. Що таке “критична потужність навантаження трансформатора”? Розрахункове рівняння. Мета визначення критичної потужності.
21. При яких напругах ліній мережі їхній переріз слід вибирати з

урахуванням можливості коронування?

22. Переваги, недоліки й області застосування різних напруг.

23. Основні принципи побудови схеми електричної мережі.

24. Основні типи понижувальних підстанцій і схеми їхнього приєднання.

25. Послідовність дії комутаційних апаратів у мережі при пошкодженні трансформатора на підстанції, при пошкодженні лінії електропередачі.

26. Умовні одиниці для оцінки обсягу ремонтно-експлуатаційного обслуговування об'єктів електричних мереж.

## **Тема 6. Основні відомості про електричні системи й режими їхньої роботи**

Технічні й економічні переваги об'єднання електричних станцій в електричні системи. Загальні дані про основні режими роботи електричних систем і завдання аналізу їхніх режимів. Основні техніко-економічні показники електричних систем.

Складання балансів активної й реактивної потужності в електричних системах.

Зв'язок балансу активної й реактивної потужності з характеристиками якості електроенергії. Раціоналізація роботи електроустаткування. Компенсація реактивної потужності.

Джерела реактивної потужності, їх основні технічні й техніко-економічні характеристики та економічно доцільне розміщення в електричних системах.

Завдання оптимізації режимів електричних систем. Методи зниження втрат електроенергії в мережах. Регулювання електричних мереж і систем.

Особливості режимів електропередач надвисокої напруги й великої довжини. Способи підвищення пропускної здатності електропередач.

Література: [1, с.153-194; 2, с.246-276; 4, с. 19-28].

Методичні вказівки. Електричні системи охоплюють великі території країни (іноді групи країн); вони характеризуються безперервністю протікання в часі процесів виробництва й споживання енергії.

Необхідно усвідомити, що електрична система має значні переваги в порівнянні з ізольованими, не зв'язаними між собою електростанціями; зменшується резерв потужності, концентруються потужності із застосуванням одиничних агрегатів великої потужності, зменшується сумарний максимум навантаження, підвищується надійність електропостачання й поліпшуються основні показники якості електроенергії, що відпускається – частота й напруга живильної мережі та ін. Електроенергетична система України – енергетичний комплекс електростанцій і мереж, об'єднаних загальним у масштабі країни технологічним режимом, що має єдине оперативне керування.

Виробництво й споживання електричної енергії відбувається одночасно, тобто в системі повинен існувати баланс видаваної й споживаної потужності. Необхідно вивчити джерела й споживачів активної потужності, усвідомити значення резерву активної потужності в системі, розподіл навантажень між електростанціями в системі, а також умови їхнього найвигіднішого розподілу.

Важливо вивчити причини й наслідки порушення балансу активної потужності й зв'язок порушення балансу активної потужності зі зміною частоти в системі. При вивченні балансу реактивної потужності в системі варто звернути увагу на генератори реактивної потужності, згадати статичні характеристики навантаження, усвідомити значення поняття “лавина напруги”; усвідомити значення підвищення коефіцієнта потужності в місцях споживання електроенергії, а також способи його підвищення; глибоко зрозуміти фізичну сутність роботи пристроїв компенсації реактивної потужності, а також умови вибору їхньої потужності, проаналізувати умови оптимального їхнього розміщення в електричних системах і мережах.

Необхідно вивчити заходи щодо зменшення втрат електроенергії в мережі; усвідомити фізичний зміст параметрів, що входять у рівняння довгої лінії, шляхи й засоби підвищення пропускної здатності ліній електропередачі, а

також поняття про натуральну потужність.

#### Запитання до самоперевірки

1. Перерахуйте основні переваги об'єднаних електроенергетичних систем.
2. Додаткові переваги при об'єднанні енергосистем в єдину енергосистему.
3. Ускладнення, внесені в експлуатацію електрогосподарства при об'єднанні електростанцій у великі енергосистеми.
4. Зобразіть схему електричної системи, дайте пояснення.
5. На що витрачається активна потужність, що виробляється генераторами електростанцій?
6. Чому необхідно мати резерв активної потужності на електростанціях системи?
7. Як задаються графіки навантаження окремим електростанціям залежно від їхнього типу?
8. Що є умовою найвигіднішого розподілу активних навантажень між агрегатами електростанцій? Спосіб їхнього перерозподілу.
9. Причини і наслідки порушення балансу активної потужності.
10. Причини і наслідки порушення балансу реактивної потужності.
11. Спосіб перерозподілу реактивних навантажень між електростанціями.
12. Основні способи й засоби підвищення коефіцієнта потужності в системі.
13. Фізична сутність компенсації реактивної потужності в місцях її споживання. Основні засоби компенсації.
14. Що є умовою оптимального розміщення компенсуючих пристроїв у мережах і системах? Розміщення компенсуючих пристроїв з використанням методу балансового коефіцієнта реактивної потужності ( $\text{tg}()$ ).
15. Заходи щодо зменшення втрат електроенергії в мережах.
16. Яке значення має хвильовий опір для повітряних і кабельних ліній?

17. Аналіз роботи лінії в режимі холостого ходу. Векторна діаграма струму холостого ходу й напруги.

18. Назвіть основні заходи при проектуванні для збільшення пропускної здатності ліній.

19. Яка фізична сутність поняття “натуральна потужність”?

20. Як змінюється напруга в лінії при передачі потужності, що відрізняється від натуральної?

### **Тема 7. Якість електричної енергії і її регулювання в електричних системах**

Вплив якості електроенергії на роботу електроприймачів й електрообладнання. Показники якості електроенергії і їхнє нормування в ДСТУ 13109-97. Основні методи регулювання частоти в енергосистемах. Засоби й способи регулювання напруги, їх технічні й економічні показники, типізація і область застосування.

Література: [1, с.195-236; 2, с.233-335, 6, с.1-8; 4, с. 56-61].

Методичні вказівки. Одним з основних показників якості електроенергії є частота. Слід вивчити припустимі відхилення частоти, зрозуміти фізичну сутність регулювання частоти й активної потужності. Особливу увагу треба звернути на принципи побудови сучасних систем автоматичного частотного розвантаження. Порушення стійкості рівнобіжної роботи в об'єднаних системах електропостачання - одна з найбільш важких аварій.

Зміна напруги негативно впливає на роботу освітлювальних ламп, асинхронних двигунів та інших споживачів електроенергії. Необхідно вивчити цей вплив і запам'ятати межі припустимих змін. Зміни в часі відхилення напруги мережі залежать від безлічі факторів і мають, як правило, випадковий

характер. Важливо знати сутність ймовірісно-статистичних методів контролю якості електроенергії.

При вивченні питання регулювання напруги в електричних мережах варто усвідомити завдання регулювання, способи зміни й регулювання напруги, схеми й векторні діаграми; особливу увагу звернути на вивчення запитань економічної ефективності використання засобів регулювання напруги.

#### Запитання до самоперевірки

1. Назвіть припустимі значення відхилення частоти від номінального значення.
2. Поясніть фізичну сутність регулювання частоти.
3. Призначення системного регулювання частоти й активної потужності.
4. Основні принципи побудови автоматичного частотного розвантаження.
5. До чого приводить відхилення напруги на затискачах різних приймачів від номінальної величини? Припустимі значення відхилення напруги від номінального значення.
6. Що таке централізоване й місцеве регулювання напруги?
7. Основні способи регулювання напруги. Методика визначення регулювального відгалуження на обмотках трансформатора. Розрахункові рівняння.
8. Що таке зустрічне регулювання напруги?
9. Перерахуйте технічні засоби регулювання напруги, їх переваги й недоліки, область використання з високою економічною ефективністю.
10. Зобразіть схеми регулювання напруги трансформатора з РПН (для однієї фази), однієї фази лінійного регулювального трансформатора, однієї фази вольтодобавочного трансформатора; поясніть принцип їхньої роботи.

## Тема 8. Особливі режими електричних систем

Загальна характеристика особливих режимів. Розрахунки несиметричних режимів. Неповнофазні режими ліній. Режими електромереж з несиметричним навантаженням.

Симетрування режиму батареями статичних конденсаторів. Поняття про аналіз режимів з несинусоїдальністю струмів окремих навантажень.

Література: [1, с.479-495; 2, с.401-433].

Методичні вказівки. Прагнення забезпечити безперебійне електропостачання споживачів викликає необхідність зберегти в роботі окремі мережі з появою несиметричних чи несинусоїдальних режимів. Тому потрібно вивчити ці режими, чітко знати вплив особливих режимів на роботу споживачів й агрегати електростанцій; ознайомитися й одержати загальне уявлення про симетрування несиметричних режимів й усунення несинусоїдальності.

### Запитання до самоперевірки

1. Які режими називають особливими?
2. Які існують види несиметрії?
3. У чому полягає основна сутність розрахунку несиметричних режимів?
4. У чому фізична сутність симетрування несиметричного режиму за допомогою батарей статичних конденсаторів?
5. У чому сутність аналізу режиму при несинусоїдальності форми кривої напруги й струму?

### 3. КОНТРОЛЬНІ ЗАВДАННЯ

#### Контрольне завдання 1

На рис.1 наведена схема розподільної мережі 10кВ, виконана кабельними лініями з алюмінієвими жилами для живлення абонентських трансформаторних підстанцій АТП-1, АТП-2, і трансформаторних підстанцій ТП3, ТП4. До шин ТП3 підключена повітряна лінія, виконана із застосуванням алюмінієвих проводів, для електропостачання жилих будинків населеного пункту.

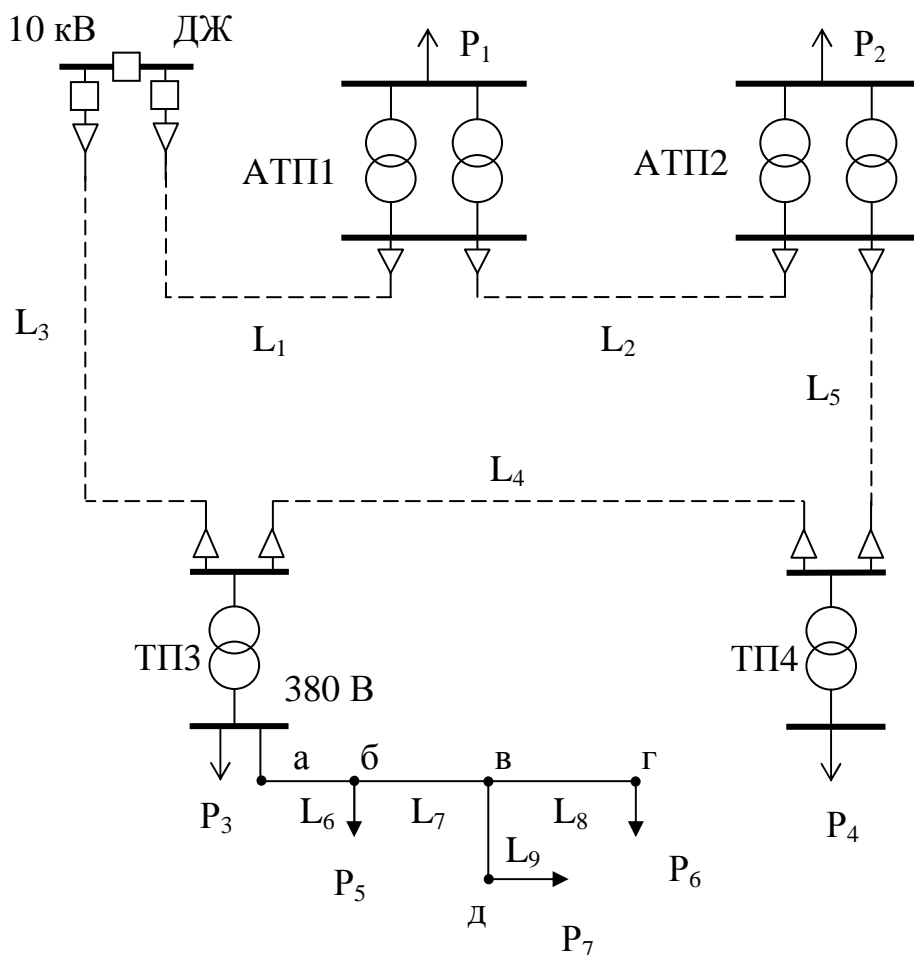


Рис. 1 - Схема розподільної мережі 10кВ та повітряної лінії 380В

Активні навантаження АТП і ТП, навантаження повітряної лінії 380В й довжини ділянок ліній зазначені в табл. 1, 2.



Коефіцієнт потужності навантажень АТП і ТП  $\cos\varphi = 0,95$ , а навантаження ПЛ  $\cos\varphi = 1,0$ . Припустима втрата напруги в повітряній лінії 380В  $\Delta U_{\text{доп}} = 4\%$ .

При виконанні завдання потрібно:

1) визначити переріз фазних проводів магістралі 380В а-б-в-г і відгалуження в-д. Переріз магістралі а-б-в-г слід вибирати зменшувальними за довжиною методом мінімальної витрати матеріалу;

2) вибрати потужність трансформаторів АТП і ТП;

3) обчислити навантаження АТП і ТП зі сторони ВН трансформаторів;

4) виконати розрахунок розподільної мережі 10кВ.

Вихідні дані обчислити шляхом множення довжин  $L'_i$  і потужностей  $P'_i$  з табл. 1, 3 на коригувальні коефіцієнти:

$K_L$  - для довжини лінії,  $L_i = K_L \cdot L'_i$ ;  $K_P$  - для потужності навантаження,  $P_i = K_P \cdot P'_i$ .

### **Контрольне завдання 2.**

На рис. 2 наведена схема електричної мережі, а на рис. 3 – добовий графік  $P_1$  робочого дня на стороні СН підстанції (ПС). Навантаження ПС на стороні НН  $P_2$  – постійне. Живлення ПС здійснюється двома одноланцюгованими повітряними лініями. На ПС встановлено два автотрансформатори. У центрі живлення (ЦЖ) підтримується номінальна напруга. Величини максимальних активних навантажень і довжин ліній зазначені в табл. 3, 2. Коефіцієнт потужності навантажень при розрахунках прийнято рівним  $\cos\varphi = 0,9$ .

**Таблиця 1 - Вихідні дані для виконання контрольного завдання 1**

Номер варіанта	Т <sub>НБ</sub> *, год.	Довжина ділянок мережі 10кВ, км					Довжина ділянок мережі 380В, м				Навантаження ТП і АТП та мережі 380В, кВт						
		L' <sub>1</sub>	L' <sub>2</sub>	L' <sub>3</sub>	L' <sub>4</sub>	L' <sub>5</sub>	L' <sub>6</sub>	L' <sub>7</sub>	L' <sub>8</sub>	L' <sub>9</sub>	P' <sub>1</sub>	P' <sub>2</sub>	P' <sub>3</sub>	P' <sub>4</sub>	P' <sub>5</sub>	P' <sub>6</sub>	P' <sub>7</sub>
0	2000	0,4	0,4	0,6	0,4	0,4	40	60	60	40	700	1500	400	200	7	13	4
1	2500	0,6	0,4	0,6	0,4	0,4	25	60	60	40	400	800	200	400	13	13	7
2	1500	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4	90	90	60	60	700	700	200	400	22	13	7
3	3000	0,4	0,6	0,6	0,9	0,4	60	90	90	60	700	400	200	400	33	7	13
4	3500	0,4	0,6	0,6	0,6	0,4	90	135	60	60	700	700	200	600	13	7	4
5	4000	0,9	0,9	0,4	0,4	0,4	60	40	60	40	400	700	400	200	13	22	7
6	1500	0,9	0,4	0,6	0,4	0,4	60	60	60	25	1300	1300	200	400	22	36	7
7	2000	0,4	0,9	0,4	0,6	0,6	25	90	25	40	1300	700	700	200	22	36	13
8	2500	0,4	0,4	0,4	0,9	0,6	40	60	90	60	1300	400	400	200	13	36	7
9	3500	0,9	0,6	0,4	0,3	0,4	25	60	40	40	700	1300	200	400	13	13	13

\*) Т<sub>НБ</sub> - кількість годин використання максимального навантаження

**Таблиця 2 - Коригувальні коефіцієнти до вихідних даних для контрольних завдань 1 і 2**

Передостання цифра номера залікової книжки	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Коригувальний коефіцієнт довжини ліній, $K_L$	1	1	1,1	1,2	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4
Коригувальний коефіцієнт потужності навантаження, $K_p$	1	0,85	0,7	1	0,85	0,7	1	0,7	0,85	0,7

При виконанні завдання необхідно:

- 1) знайти автотрансформатори для підстанції;
- 2) розрахувати параметри схеми заміщення автотрансформаторів підстанції;
- 3) визначити розрахункове навантаження підстанції з боку живильної лінії 220 (330) кВ;
- 4) вибрати переріз проводів лінії;
- 5) скласти схему заміщення лінії електропередачі й розрахувати її параметри;
- 6) виконати розрахунок параметрів режиму й побудувати векторні діаграми струмів і напруг для мережі при найбільших і найменших навантаженнях;
- 7) побудувати річний графік навантаження за тривалістю для елементів схеми. Визначити число годин використання максимального навантаження  $T_{\text{нб}}$  і число годин максимальних втрат для елементів схеми  $\tau$ . Виконати розрахунок втрат електроенергії за рік в електропередачі в цілому;
- 8) підібрати відгалуження РПН на автотрансформаторах, що забезпечують найбільш прийнятні напруги на шинах 110кВ у режимах найбільших і найменших навантажень. Дати пропозиції щодо забезпечення, відповідно до ДСТУ, режиму напруги на шинах 10 кВ.

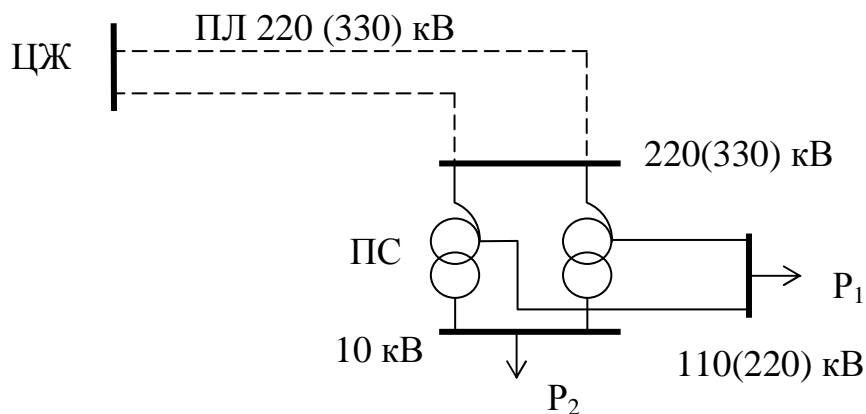


Рис. 2 - Схема живлення районної підстанції 220 (330) кВ

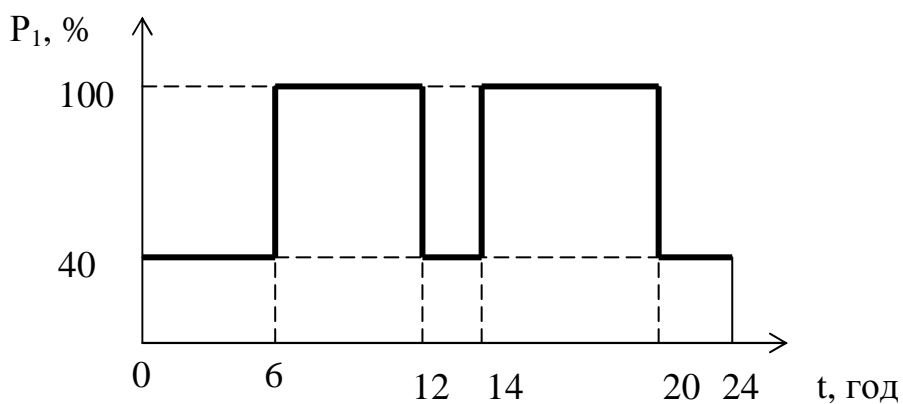


Рис. 3 - Добовий графік активного навантаження на стороні СН підстанції

**Таблица 3 - Вихідні дані для виконання контрольного завдання 2**

Номер варіанта	Номінальна напруга повітряної лінії, кВ	Довжина лінії, $L'$ , км	Активне навантаження підстанції, МВт	
			$P_1'$	$P_2'$
0	220	80	250	60
1	220	80	170	40
2	220	120	250	60
3	220	120	150	40
4	220	180	130	30
5	330	120	420	60
6	330	120	250	40
7	330	180	420	30
8	330	180	200	30
9	330	180	320	40

## **4. МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ КОНТРОЛЬНИХ ЗАВДАНЬ**

### **4.1. Вибір вихідних даних**

Номер варіанта завдання (табл. 1, 3) вибирають відповідно до останньої цифри номера залікової книжки студента і множать вихідні дані на коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 2. Значення коригувальних коефіцієнтів беруть у рядку, номер якого визначають за передостанньою цифрою номеру залікової книжки.

Вирішення контрольних завдань повинні супроводжуватися короткими поясненнями, рисунками й посиланнями на використані літературні джерела.

Завдання рекомендується виконувати в послідовності поставлених запитань.

### **4.2. Методичні вказівки до виконання контрольного завдання 1**

**4.2. 1. Розрахунок розподільної повітряної лінії і перерізу проводів магістралі.** При розрахунку розподільної повітряної лінії 380В, призначеної для електропостачання селища, треба врахувати, що вона виконується алюмінієвими проводами наступних марок і перерізів: А16, А25, А35, А50, А70. Перерізи проводів магістралі розраховують за методом мінімуму витрати провідникового матеріалу.

Для засвоєння методів розрахунку мереж на втрату напруги рекомендується додатково проробити [1, с. 275-289; 4, с. 142-154].

#### **Порядок розрахунків.**

На магістральній лінії а-б-в-г наносять поточкорозподіл (рис. 4).

Вибір перерізу проводів ліній 380В роблять за умови неперевищення припустимої втрати напруги в мережі:

$$\Delta U_{\text{MAX}} \leq \Delta U_{\text{доп}}, \quad (1)$$

де  $\Delta U_{\text{MAX}}$  – втрата напруги до електрично найбільш віддаленої точки.

Ця умова може виконуватися при різних наборах перерізів на ділянках магістральної лінії. Набір перерізів

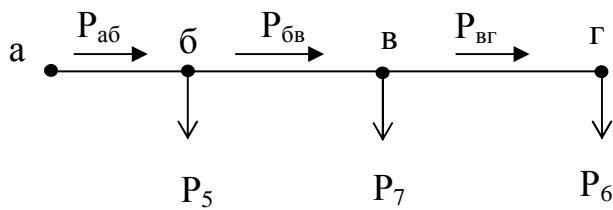


Рис. 4 – Потокорозподіл у магістральній лінії.

по ділянках визначається додатковими економічними умовами. Так, для сільської місцевості на перше місце виходить вимога мінімальної витрати провідникового матеріалу,

яка виконується при рівності коефіцієнтів розподілу  $K_P$  на кожній ділянці магістральної лінії:

$$K_P = \frac{F_i}{\sqrt{P_i}} = \text{const},$$

де  $F_i$  – переріз  $i$ -ї ділянки;  $P_i$  – потік активної потужності через  $i$ -ту ділянку.

Коефіцієнт розподілу визначають згідно з [4] за формулою

$$K_P = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{доп}} \cdot U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} l_i, \quad (2)$$

де  $n$  - кількість ділянок магістральної лінії.

У формулі (2) питомий опір  $\rho = 28,8 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ , допустиму втрату напруги  $\Delta U_{\text{доп}}$  та номінальну напругу  $U_{\text{ном}}$  слід підставляти у (В), довжину  $i$ -ї ділянки – в (км), потужність  $i$ -ї ділянки – в (Вт).

Бажаний переріз на  $i$ -й ділянці:

$$F_i = K_P \cdot \sqrt{P_i}. \quad (3)$$

Отримане значення  $F_i$  слід округлити до найближчого стандартного і перевірити виконання умови (1):

$$\Delta U_{\text{MAX}} = \frac{\rho}{U_{\text{ном}}} \sum \frac{P_i \cdot l_i}{F_i}. \quad (4)$$

У випадку невиконання умови (1) один з перерізів, отриманих при розрахунку за формулою (3) округленням у меншу сторону, слід збільшити на одну стандартну ступінь перерізів. Перевірку треба повторити.

Мінімально допустимий за умовою (1) переріз відгалуження знаходять за формулою

$$F_{\text{доп}} = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{доп}}^{\text{ВД}} \cdot U_{\text{ном}}} P_7 l_9, \quad (5)$$

де  $\Delta U_{\text{доп}}^{\text{ВД}} = \Delta U_{\text{доп}} - (\Delta U^{\text{аб}} + \Delta U^{\text{бв}})$ .

Втрату напруги на ділянках а-б і в знаходять за формулою

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot l_i \cdot \rho}{F_i \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (6)$$

Отримане значення перерізу відгалуження округляють до найближчого більшого стандартного значення (але не менше А16).

**4.2.2. Вибір потужності трансформаторів ТП і АТП.** При виборі потужності трансформаторів слід обчислити повне розрахункове навантаження ТП чи АТП, кВ·А:

$$S_{\text{наб. ТП}} = \frac{P_{\text{наб. ТП}}}{\cos \varphi_{\text{ТП}}},$$

де  $\cos \varphi_{\text{ТП}} = 0,95$  – коефіцієнт потужності навантаження ТП.

У кожній ТП встановлюють один трансформатор. При виборі потужності трансформаторів треба врахувати, що в міських (селищних) мережах вони мають дуже нерівномірний графік завантаження протягом року і відносно малу тривалість максимуму навантаження. Тому допускають максимальне навантаження трансформаторів до 120-130 % у порівнянні з їх номінальною потужністю (у подальших розрахунках максимальне навантаження трансформаторів ТП приймають рівними 120% у порівнянні з їх номінальною потужністю).

Номінальна потужність трансформатора ТП:

$$S_{\text{H. TP. TP}} \geq \frac{S_{\text{HAB. TP}}}{1,2}. \quad (7)$$

В АТП передбачають установку двох трансформаторів. Слід пам'ятати, що при відключенні одного з них другий не повинен перевантажуватися більш ніж на 40 % понад номінальну потужність.

Номінальна потужність трансформаторів АТП, кВ·А:

$$S_{\text{H. TP. АТП}} \geq \frac{S_{\text{HAB. АТП}}}{1,4}. \quad (8)$$

Номінальну потужність трансформаторів типу ТМ і ТМН вибирають відповідно до табл. П.1.

Далі визначають завантаження трансформаторів ТП і АТП у нормальному ( $K_3^H$ ) і трансформаторів АТП у післяаварійному ( $K_3^A$ ) режимах:

$$K_3^H = \frac{S_{\text{HAB. TP (АТП)}}}{n \cdot S_{\text{H. TP. TP (АТП)}}}; \quad (9)$$

$$K_3^A = \frac{S_{\text{HAB. АТП}}}{S_{\text{H. TP. АТП}}}, \quad (10)$$

де  $n$  - кількість трансформаторів.

Активне розрахункове навантаження підстанції на стороні вищої напруги:

$$P_{\text{HAB. TP (АТП)}}^B = \frac{P_{\text{HAB. TP (АТП)}}}{\eta_T}, \quad (11)$$

де  $\eta_T = 0,98$  – коефіцієнт корисної дії трансформатора, що враховує втрати активної потужності в трансформаторах.

Дані про навантаження підстанцій і номінальної потужності трансформаторів вносять у табл. 4.



**Таблиця 4 – Навантаження підстанції і номінальна потужність трансформаторів**

Розрахункові дані	Умове позначення	Підстанція			
		АТП-1	АТП-2	ТП-3	ТП-4
Навантаження ТП (АТП) на стороні НН, кВт	$P_{\text{НАВ.ТП(АТП)}}$				
Повне навантаження ТП (АТП) на стороні НН, кВА	$S_{\text{НАВ.ТП(АТП)}}$				
Номінальна потужність трансформаторів підстанції, кВА	$S_{\text{Н.ТР}}$				
Завантаження трансформаторів: - у нормальному режимі	$K_3^{\text{Н}}$				
- у післяаварійному режимі	$K_3^{\text{А}}$				
Активне навантаження підстанції на стороні вищої напруги, кВт	$P_{\text{НАВ.ТП(АТП)}}^{\text{В}}$				

**4.2.3. Розрахунок розподільної мережі напругою 10 кВ.** Розподільна лінія 10 кВ – кабельна. Матеріал жил кабелю – алюміній. Кабелі прокладають в земляних траншеях. Схема розподільної лінії – петльова, для забезпечення двостороннього живлення кожної ТП (АТП).

Переріз кабелю вибирають за тривалим припустимим струмом в нормальному й післяаварійному режимах з наступною перевіркою за економічною щільністю струму в нормальному режимі й припустимому відхиленні напруги.

Потокорозподіл в петльовій лінії знаходять за формулами

$$P_A = \frac{\sum_{m=1}^n P_m \cdot l_{mB}}{l_{AB}}; \quad P_B = \frac{\sum_{m=1}^n P_m \cdot l_{mA}}{l_{AB}}, \quad (12)$$

де  $P_A$  й  $P_B$  – потужність, що протікає на головних ділянках, кВт;  $l_m$  й  $l_{mB}$  – довжина лінії від точки  $m$ , в якій включене навантаження  $P_m$ , до пункту живлення  $A$  и  $B$  відповідно;  $l_{AB}$  – повна довжина петльової лінії, км;

$P_m = P_{\text{НАВ. ТП (АТП)}}^B$  – активне навантаження підстанції  $m$  на стороні вищої напруги, кВт.

Після визначення потужностей, що протікають на головних ділянках, знаходять потужності на інших ділянках петльової лінії за допомогою закону Кирхгофа, послідовно застосованого для кожної точки включення навантаження. У результаті визначають у петльовій лінії точку (ТП або АТП), до якої при включеному навантаженні потужність надходить з двох сторін (точки потокорозподілу - ( $\nabla$ )).

З огляду на те, що розподільна лінія 10 кВ, як правило, не має релейного захисту окремих ділянок, для обмеження числа об'єктів, порушених аварією, петлю цієї лінії ділять на дві напівпетлі. Слід знати, що розімкнута робота петльової схеми є нормальним експлуатаційним режимом. Розподіл роблять у ТП роз'єднувачем на ділянці, по якому до точки потокорозподілу надходить менша потужність.

При такій схемі розраховують дві напівпетлі розподільної лінії 10 кВ у нормальному режимі.

У післяаварійному режимі розглядають по черзі два можливих найбільш складні випадки:

- виходи з ладу головної ділянки в пункті живлення А;
- виходи з ладу головної ділянки в пункті живлення В.

Розрахунок лінії в післяаварійному режимі ведуть з урахуванням того, що всі підстанції петлі одержують живлення від одного з пунктів (В або А).

### **Порядок розрахунків.**

Визначають у нормальному режимі потік активної потужності на кожній з ділянок напівпетель мережі  $P_{\text{Д. НАВ.}}^H$  шляхом множення суми активних навантажень підстанцій на стороні вищої напруги  $P_{\text{НАВ. ТП (АТП)}}^B$ , що одержують живлення по даній ділянці, на коефіцієнт сполучення їхніх розрахункових максимумів ( $K_M = 0,85$ ):

$$P_{\text{д. на в}}^{\text{H}} = K_{\text{M}} \sum_1^{\text{M}} P_{\text{на в. тп (атп)}}^{\text{B}} \quad (13)$$

При визначенні потоку потужності на ділянці, за яким живиться тільки одна підстанція, коефіцієнт сполучення максимумів навантаження ( $K_{\text{M}}$ ) у розрахунок не вводять.

Розраховують струм навантаження кожної ділянки мережі, А:

$$I_{\text{д. на в}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{д. на в}}^{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}} \cdot \cos \varphi}, \quad (14)$$

де  $U_{\text{H}} = 10$  кВ – номінальна напруга мережі;  $\cos \varphi = 0,9$  – середнє значення коефіцієнта потужності навантаження.

Знаходять перерізи жил кабелів у нормальному режимі  $F_{\text{K}}^{\text{H}}$  з огляду на наступне:

- у міських розподільних мережах 10 кВ переріз кабелів з алюмінієвими жилами при прокладці їх у земляних траншеях слід приймати не менше 35 мм<sup>2</sup>, в кожній лінії допускається не більше трьох різних перерізів;

- довгостроково припустиме струмове навантаження на кабель (див. табл. П. 2) повинно бути не менше струмового розрахункового навантаження ділянки  $I_{\text{K. доп}}^{\text{H}} \geq I_{\text{д. на в}}^{\text{H}}$ ;

- переріз жили кабелю ділянки, на якому зроблений розподіл петлі мережі в точці потокорозподілу, приймати рівним перерізу жили кабелю одного із суміжних з ним ділянок.

Визначають завантаження кабелю в нормальному режимі на кожній ділянці:

$$K_3^{\text{H}} = \frac{I_{\text{д. на в}}^{\text{H}}}{I_{\text{K. доп}}^{\text{H}}}. \quad (15)$$

Розраховують припустиме струмове навантаження в післяаварійному режимі на кабель, переріз якого обрано за нормальним режимом, А:

$$I_{\text{К.ДОП}}^A = K_{\Pi} \cdot I_{\text{К.ДОП}}^H, \quad (16)$$

де  $K_{\Pi} = 1,25$  – коефіцієнт, що враховує припустиме перевантаження кабелів на період максимуму навантаження, рівний 3 год на добу (протягом 5 діб), якщо тривале завантаження кабелю  $K_3$  перед його перевантаженням не перевищувало 0,8 [7].

Визначають потік активної потужності  $P_{\text{Д.НАВ}}^{A1(2)}$ , кВт, і струм навантаження  $I_{\text{Д.НАВ}}^{A1(2)}$ , А, на ділянках лінії в післяаварійних режимах 1 і 2, приймаючи  $K_M = 0,75$  й  $\cos\varphi = 0,9$ .

$$P_{\text{Д.НАВ}}^{A1(2)} = K_M \sum_1^M P_{\text{НАВ.ТП (АТП)}}^B; \quad (17)$$

$$I_{\text{Д.НАВ}}^{A1(2)} = \frac{P_{\text{Д.НАВ}}^{A1(2)}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi}. \quad (18)$$

Перевіряють переріз жили кабелю  $F_K^H$  за струмом навантаження в післяаварійних режимах  $I_{\text{Д.НАВ}}^{A1(2)}$ , виходячи з того, що

$$I_{\text{К.ДОП}}^A \geq I_{\text{Д.НАВ}}^{A1(2)}.$$

При необхідності збільшують раніше обраний переріз жили кабелю  $F_K^H$  до перерізу  $F_K^A$ , що відповідає струму навантаження післяаварійних режимів  $I_{\text{Д.НАВ}}^{A1(2)}$ .

Визначають переріз кабелю кожної ділянки за економічною щільністю струму, мм<sup>2</sup>:

$$F_{\text{К.ЕК}} = \frac{I_{\text{Д.НАВ}}^H}{j_{\text{ЕК}}}, \quad (19)$$

де  $j_{\text{ЕК}}$  – економічна щільність струму, А/мм<sup>2</sup> (див. табл. П. 3).

Отримане значення  $F_{К.ЕК}$  округляють до найближчого стандартного. Стандартний переріз  $F$  жили кабелю приймають з урахуванням наступного:

$F \geq F_K^H$  – перерізи, обрані за струмом навантаження для нормального режиму;

$F \geq F_K^A$  – перерізи, обрані за струмом навантаження в післяаварійних режимах;

$F \geq F_{К.ЕК}$  – переріз, обраний за  $j_{ЕК}$ .

Інакше кажучи, з трьох значень перерізу кабелю для кожної ділянки приймають найбільше.

У зв'язку з відсутністю вихідних даних перевірку обраного перерізу кабелю за струмом короткого замикання в розрахунковому завданні не роблять.

Визначають для нормального режиму втрату напруги в кожній з ділянок лінії, В:

$$\Delta U_D^H = \sqrt{3} \cdot I_{Д. НАВ}^H (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi), \quad (20)$$

де  $R$  і  $X$  - активний й індуктивний опори кабелю (табл.П.4);  $\cos(\varphi) = 0,9$ .

Розраховують для нормального режиму максимальну втрату напруги ( $\Delta U_{\max}^H, \%$ ), у кожній напівпетлі розподільної лінії від шин ИП до найбільш вилученої ТП:

$$\Delta U_{\max}^H = \frac{\sum_i \Delta U_{Д.і}^H}{U_H} 100\% . \quad (21)$$

Аналогічно визначають для двох післяаварійних режимів втрату напруги в кожній з ділянок лінії, використовуючи відповідно струм навантаження  $I_{Д. НАВ}^{A1(2)}$ , і знаходять максимальні втрати напруги ( $\Delta U_{\max}^{A1(A2)}, \%$ ), у лінії від шин ДЖ до найбільш віддаленої ТП.

Результати розрахунків розподільної мережі 10 кВ вносять у табл. 5.

Необхідні для виконання контрольного завдання 1 довідкові дані наведені в табл. П.1 - П.4.

**Таблиця 5 - Вибір перерізів жил кабелів розподільної лінії 10 кВ**

Розрахункові дані	Умовне позначення	Ділянка лінії				
		А	-	-	-	В
Довжина ділянки, км	$l$					
Потік активної потужності на ділянці в нормальному режимі, кВт	$P_{д.наб}^H$					
Струм навантаження на ділянці в нормальному режимі, А	$I_{д.наб}^H$					
Переріз жили кабелю, обраного за нормальним режимом, мм <sup>2</sup>	$F_K^H$					
Припустиме струмове навантаження на кабель, обраний за нормальним режимом, А	$I_{к.доп}^H$					
Завантаження кабелю в нормальному режимі	$K_3^H$					
Припустиме струмове навантаження на кабель, обраний за післяаварійним режимом, А	$I_{к.доп}^A$					
Потік активної потужності на ділянці в післяаварійному режимі 1 (ушкоджений А - 1), кВт	$P_{д.наб}^{A1}$					
Струм навантаження ділянки в післяаварійному режимі 1, А	$I_{д.наб}^{A1}$					
Потік активної потужності на ділянці в післяаварійному режимі 2 (ушкоджений В - 3), кВт	$P_{д.наб}^{A2}$					
Струм навантаження ділянки в післяаварійному режимі 2, А	$I_{д.наб}^{A2}$					
Переріз жили кабелю за струмом навантаження в післяаварійному режимі, мм <sup>2</sup>	$F_K^A$					
Економічно вигідний переріз жили кабелю, мм <sup>2</sup>	$F_{к.ек}$					
Переріз жил кабелів з урахуванням перерізів, обраних у нормальному й післяаварійному режимах і за економічною щільністю струму, мм <sup>2</sup>	$F$					
Втрата напруги в кожній ділянці в нормальному режимі, В	$\Delta U_D^H$					
Втрата напруги в нормальному режимі до найбільш віддаленої ТП, %	$\Delta U_{max}^H$					
Втрата напруги в кожній ділянці в післяаварійному режимі 1, В	$\Delta U_D^{A1}$					
Втрата напруги за найбільш віддаленою ТП у післяаварійному режимі 1, %	$\Delta U_{max}^{A1}$					
Втрата напруги в кожній ділянці в післяаварійному режимі 2, В	$\Delta U_D^{A2}$					
Втрата напруги за найбільш віддаленою ТП у післяаварійному режимі 2, %	$\Delta U_{max}^{A2}$					

## 4.3. Вказівки до виконання контрольного завдання 2

**4.3.1. Вибір трансформаторів.** При виборі трансформаторів на підстанціях з напругою 220 кВ і більше необхідно врахувати наступне. У практиці проектування на районні підстанціях, як правило, передбачається установка двох трансформаторів. Переваги слід віддавати установці автотрансформаторів, які в порівнянні із трансформаторами тієї ж потужності мають меншу масу, вартість і втрати енергії.

Установлена потужність трансформаторів на підстанції повинна задовольняти умові [7, с. 161-164]:

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{S_{\text{МАХ}}}{n_{\text{ТР}}}; \quad (22)$$

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{S^{\text{AB}}}{K_{\text{AB}} \cdot (n_{\text{ТР}} - n_{\text{ОТК}})}. \quad (23)$$

де  $n_{\text{ТР}}$ ,  $S_{\text{ТР}}$  – кількість і одинична потужність трансформаторів;  $S_{\text{МАХ}}$  – максимальне навантаження підстанції в нормальному режимі (при виконанні завдання прийняти її рівною сумі навантажень на стороні СН і НН підстанції);  $S^{\text{AB}}$  – навантаження підстанції в післяаварійному режимі виходу одного трансформатора, що за рахунок відключення частини маловідповідальних споживачів і резервування по мережах середньої й нижчої напруги менше  $S_{\text{МАХ}}$ ;  $K_{\text{AB}}$  – припустимий коефіцієнт перевантаження трансформаторів;  $n_{\text{ОТК}}$  – кількість відключених трансформаторів.

При виконанні завдання рекомендується вибрати для установки на підстанції автотрансформатори з найменшою номінальною потужністю, що задовольняє ці умови, при наступних вихідних даних:  $n_{\text{ТР}} = 2$ ;  $S^{\text{AB}} = S_{\text{МАХ}}$ ;  $K_{\text{AB}} = 1,4$ ;  $n_{\text{ОТК}} = 1$ . Параметри триобмоточних автотрансформаторів наведені в табл. П.9. На стороні СН підстанції прийняти номінальну напругу, що відповідає типу автотрансформатора, тобто 110 або 220 кВ. При установці на ПС групи із

трьох однофазних автотрансформаторів її номінальна потужність виходить потроєною стосовно одного автотрансформатора.

Перевірку завантаження загальної обмотки обраних автотрансформаторів у завданні можна не робити.

#### **4.3.2. Розрахунок параметрів схем заміщення автотрансформаторів.**

Параметри схем заміщення автотрансформаторів розраховуються за каталожним даними, в яких звичайно вказуються:

- номінальна потужність  $S_H$ , МВ·А;
- номінальна напруга обмоток  $U_H^{BH}$ ,  $U_H^{CH}$ ,  $U_H^{HH}$ , кВ;
- напруга короткого замикання  $U_K$ , %;
- втрати короткого замикання  $\Delta P_{K.3}$ , кВт;
- втрати холостого ходу  $\Delta P_{X.X}$ , кВт;
- струм холостого ходу  $I_{X.X}$ , %.

Для триобмоточних трансформаторів й автотрансформаторів використовується Г-подібна схема заміщення. Основна особливість визначення параметрів схеми заміщення триобмоточного автотрансформатора полягає в знаходженні активних і реактивних опорів обмоток, наведених до номінальної напруги обмотки ВН, за умови, що потужності обмоток неоднакові. Крім того, залежно від обсягу даних про параметри розрізняють два типових випадки:

- значення втрат короткого замикання задані тільки для однієї пари обмоток, як правило, ВН і СН ( $\Delta P_{K.3}^{B-C}$ );
- значення втрат короткого замикання відомі для трьох пар сполучення обмоток,  $\Delta P_{K.3}^{B-C}$ ,  $\Delta P_{K.3}^{B-H}$ ,  $\Delta P_{K.3}^{C-H}$ .

У першому випадку виходять з того, що в режимі передачі потужності від ВН до СН і назад потужності обмоток однакові й, отже, для однакової щільності струму їхні активні опори рівні, тобто  $R_1 = R'_2$ , де  $R'_2$  – опір вторинної обмотки, приведене до первинної. Загальний опір, Ом визначають за звичайною формулою [4, с. 242]:



$$R_{3\Delta\Gamma} = \frac{\Delta P_{K.3} \cdot U_H^2}{S_H^2}. \quad (24)$$

Тоді

$$R_1 = R'_2 = 0,5 \cdot R_{3\Delta\Gamma}. \quad (25)$$

Номінальна потужність обмотки НН  $S_H^{HH}$  не може бути більше типової потужності автотрансформатора  $S_H^{HH} \leq \alpha_T \cdot S_H$ , де  $\alpha_T$  – коефіцієнт типової потужності, а з іншого боку, з міркувань динамічної стійкості при зовнішніх к. з., вона не може бути менше, ніж  $0,2 S_H$ ,  $S_H^{HH} \geq 0,2 S_H$  автотрансформатора. При збереженні однакової щільності струму у всіх обмотках автотрансформатора переріз обмотки НН, приведений до первинної обмотки, складе  $F'_3 = F_1 \frac{S_H^{HH}}{S_H}$ . Тоді при однакових наведених довжинах обмоток

$$R'_3 = R_1 \frac{S_H}{S_H^{HH}}. \quad (26)$$

Якщо значення втрат короткого замикання дані для всіх трьох пар сполучення обмоток  $\Delta P_{K.3}^{B-C}$ ,  $\Delta P_{K.3}^{B-H}$ ,  $\Delta P_{K.3}^{C-H}$ , то слід пам'ятати, що в довіднику [7, с. 238-247] значення  $\Delta P_{K.3}$  між парами обмоток вказують віднесеними до номінальної потужності менш потужної обмотки. Це означає, що в дослідях короткого замикання за участю обмотки НН втрати визначалися в режимі, коли струм в обмотці НН дорівнював номінальному струму цієї обмотки. Тому при розрахунку активних опорів  $R'_{13}$  й  $R'_{23}$  автотрансформатора у формулу слід підставляти потужність обмотки НН,  $S_H^{HH}$ :

$$R'_{13} = \frac{\Delta P_{K.3}^{B-H} \cdot U_{IH}^2}{(S_H^{HH})^2}; \quad R'_{23} = \frac{\Delta P_{K.3}^{C-H} \cdot U_{IH}^2}{(S_H^{HH})^2}, \quad (27)$$

а при обчисленні  $R_{12}$  – номінальну потужність автотрансформатора:

$$R'_{12} = \frac{\Delta P_{K.3}^{B-C} \cdot U_{IH}^2}{S_H^2}. \quad (28)$$

Активні опори променів схеми в цьому випадку дорівнюватимуть:

$$R_1 = 0,5 (R'_{12} + R'_{13} - R'_{23}); \quad (29)$$

$$R'_2 = 0,5 (R'_{12} + R'_{23} - R'_{13}); \quad (30)$$

$$R'_3 = 0,5 (R'_{13} + R'_{23} - R'_{12}). \quad (31)$$

Реактивні опори променів схем заміщення у відносних одиницях визначають за звичайними формулами для триобмоточного трансформатора:

$$U_{K1} = 0,5 (U_{K.1-2} + U_{K.1-3} - U_{K.2-3}); \quad (32)$$

$$U_{K2} = 0,5 (U_{K.1-2} + U_{K.2-3} - U_{K.1-3}); \quad (33)$$

$$U_{K3} = 0,5 (U_{K.1-3} + U_{K.2-3} - U_{K.1-2}). \quad (34)$$

і перераховують в омах за формулою:

$$X_{Ki} = \frac{U_{Ki} \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}. \quad (35)$$

Розрахункові значення поперечних провідностей, См, обчислюють за формулами:

$$G_T = \frac{\Delta P_{X.X}}{U_{IH}^2}, \quad (36)$$

$$B_T = \frac{\Delta Q_{X.X}}{U_{IH}^2} = \frac{S_H \cdot I_{X.X} \%}{U_{IH}^2 \cdot 100}. \quad (37)$$

При обчисленні розрахункових значень параметрів схем заміщення необхідно звертати увагу на розмірність величин. Для одержання опорів в омах, а провідностей – у сименсах розмірність потужностей варто підставляти в мегавольтах на ампер, а напруги – у кіловольтах.

При визначенні параметрів схем заміщення трифазної групи з однофазних автотрансформаторів за вищенаведеними формулами необхідно брати повну номінальну потужність групи, а також потроїти втрати короткого замикання і холостого ходу. Можна використати ще інший спосіб: всі параметри брати відповідно для одного автотрансформатора з групи, а як номінальну напругу брати фазну напругу.

При паралельній роботі двох трансформаторів їхня загальна схема заміщення виходить шляхом паралельного з'єднання відповідних опорів і провідностей схем заміщення кожного трансформатора.

**4.3.3. Розрахунок навантаження підстанції.** Розрахункове навантаження підстанції (ПС) з боку живильних ліній дорівнює сумі потужностей навантажень обмоток СН,  $S_{\text{НАВ}}^{\text{CH}}$  і НН,  $S_{\text{НАВ}}^{\text{HH}}$  і втрат потужності в автотрансформаторах,  $\Delta S_{\text{ТР}}$ :

$$S_{\text{P}} = S_{\text{НАВ}}^{\text{CH}} + S_{\text{НАВ}}^{\text{HH}} + \Delta S_{\text{ТР}}. \quad (38)$$

Втрати потужності у двох автотрансформаторах ПС складаються із втрат потужності в сталі  $\Delta S_{\text{СТ}}$  і втрат потужності в його обмотках  $\Delta S_{\text{ОБ}}$ :

$$\Delta S_{\text{ТР}} = 2\Delta S_{\text{СТ}} + \Delta S_{\text{ОБ}} / 2. \quad (39)$$

Втрати потужності в сталі одного автотрансформатора визначають з каталожних даних:

$$\Delta S_{\text{СТ}} = \Delta P_{\text{XX}} + j \frac{S_{\text{H}} \cdot I_{\text{XX}} \%}{100}. \quad (40)$$

Втрати потужності в обмотках можна встановити через обчислені за формулами (29) – (35) поздовжні опори променів  $R_i$  і  $X_i$  загальної для двох автотрансформаторів схеми заміщення:

$$\Delta S_{\text{ОБ}} = \sum_{i=1}^3 (R_i + jX_i) \frac{S_i^2}{U_{\text{IH}}^2}, \quad (41)$$

де  $R_i$  й  $X_i$  – приведені до обмотки ВН параметри  $i$ -го променя чи схеми заміщення;  $S_i$  – потік потужності по  $i$ -му променю схеми заміщення, де

$$S_i^2 = P_i^2 + Q_i^2. \quad (42)$$

#### 4.3.4. Вибір перерізу проводів повітряної лінії напругою 220 (330) кВ.

Такі перерізи вибирають за розрахунковим струмовим навантаженням лінії і перевіряють за допустимим за умовами нагрівання струму (потужності) і умовами корони [7, с. 156-160].

Розрахункове струмове навантаження ліній ( $I_p$ ) визначають за виразом:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_5, \quad (43)$$

де  $I_5$  – струм лінії на п'ятий рік її експлуатації;  $\alpha_i$  – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження по роках експлуатації ліній;  $\alpha_T$  – коефіцієнт, що враховує число годин використання навантаження  $T_{\text{НБ}}$  і коефіцієнт її влучення в максимум навантаження енергосистеми  $K_M$ .

Значення коефіцієнтів для ПЛ лежать у межах:  $\alpha_i = 0,6 - 1,6$ ;  $\alpha_T = 0,7 - 2,2$ . Рекомендації з вибору їхніх значень викладені в [7, с. 156-158]. При виконанні завдання можна прийняти  $\alpha_i = 1,05$ ;  $\alpha_T = 1,2$ ;  $I_5 = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L}$ , де  $n_L$  – число паралельно працюючих ліній;  $S_p$  – розрахункове навантаження ПС.

Переріз проводів ПЛ 220 (330) кВ вибирають за економічними інтервалами струмових навантажень, які залежать від напруги, району по ожеледі, матеріалу й кількості кіл опор [7, с. 284-286, табл.7.9]. У табл. П.5 наведено економічні інтервали струмових навантажень для сталевалюмінієвих проводів, прийняті в європейській зоні ЄЕС СНД для ПЛ 220 й 330 кВ.

Обраний переріз проводу має бути перевірений за допустимим струмовим навантаженням за нагріванням:

$$I_L^{AB} \leq K_{\text{П}} \cdot I_{\text{доп}}, \quad (44)$$

де  $I_{\text{Л}}^{\text{AB}}$  – струм післяаварійного режиму при відключенні однієї лінії,  $I_{\text{доп}}$  – припустимі тривалі струмові навантаження на проводи [7, с. 292, табл. 7.12], значення яких наведені в П.6,  $K_{\text{П}}$  – поправочний коефіцієнт на температуру повітря [7, с. 292, табл. 7.13]. У завданні прийняти  $K_{\text{П}} = 1$ .

Перевірці за умов корони підлягають повітряні лінії напругою 110 кВ і вище, які прокладають на відмітках вище 1500м над рівнем моря. При більш низьких відмітках, що й приймається в завданні, перевірку не здійснюють, тому що економічні інтервали підраховані для перерізів, рівних або більших мінімально допустимим за умови корони. Так, для ПЛ 220 кВ мінімальний переріз проводу АС-240/39, а для ПЛ-330 кВ –  $2 \times \text{АС-240/32}$ . Слід враховувати, що на ПЛ-330 кВ застосовується розщеплення фази на два проводи й граничне економічне струмове навантаження в табл. П.5 зазначене на одну фазу, а припустимі тривалі струми в табл. П.6 вказані на один провід.

При складанні ескізу розташування проводів на опорі ПЛ рекомендується скористатися даними, наведеними у [8, с. 376].

**4.3.5. Визначення параметрів схеми заміщення.** Схеми заміщення використовують в розрахунках сталих режимів електричних систем. Звичайно ПЛ електропередачі представляють П-подібною схемою.

При відомих конструктивному виконанні й довжині параметри схеми заміщення ПЛ визначають в такий спосіб. У загальному випадку кожна фаза ПЛ містить  $n$  паралельно з'єднаних проводів однієї марки, що мають однаковий погонний опір змінному струму  $R_0$ , Ом/км (див. табл. П.7). Отже, поздовжній активний опір кожної з фаз ПЛ, Ом визначається так:

$$R = \frac{R_0 \cdot l}{n}. \quad (45)$$

Наведені в довіднику [7, с. 277-278] значення  $R_0$  для сталевалюмінієвих проводів дані при температурі  $20^\circ\text{C}$ , при  $t \neq 20^\circ\text{C}$  треба скористатися формулою

$$R_t = R [1 + 0,004 (t - 20)]. \quad (46)$$

Поздовжній індуктивний опір фази ПЛ розраховують у такий спосіб:

$$X = X_0 \cdot l, \quad (47)$$

де  $X_0$  – погонний індуктивний опір, Ом/км, для фази ПЛ даного конструктивного виконання, який визначають за формулою

$$X_0 = 0,144 \cdot \lg \left( \frac{D_{CP}}{r_{\Sigma}} \right) + 0,00157 / n, \quad (48)$$

де

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{13}},$$

$$r_{\Sigma} = \sqrt[n]{r_n \cdot \prod_{i=2}^n a_{li}}.$$

Розміри між фазами –  $D_{12}$ ,  $D_{23}$ ,  $D_{13}$  і відстані між проводами у фазі –  $a_{li}$  слід брати з ескізу розташування проводів на опорі ПЛ, а радіус проводу  $r_n$  – з табл. П.7.

Погонна ємнісна провідність фази ПЛ, См/км:

$$B_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left( \frac{D_{CP}}{r_{\Sigma}} \right)}. \quad (49)$$

Тоді зосереджені по кінцях лінії провода ємностей у П-подібний схемі заміщення, См складуть

$$\frac{B}{2} = \frac{B_0 \cdot l}{2}. \quad (50)$$

Для знаходження активної складової поперечної провідності ПЛ використовують [7] значення сумарних для трьох фаз на 1 км лінії питомих втрат на корону  $\Delta P_{KO}$  (кВт/км), що визначаються при номінальній лінійній напрузі, кВ,  $U_H$  (табл. П.8).

Оскільки  $\Delta P_{KO} = U_H^2 \cdot G_0 \cdot 10^3$ , де  $G_0$  – погонна активна поперечна провідність, См/км, то

$$G_o = \frac{\Delta P_{ko} \cdot 10^{-3}}{U_H^2}. \quad (51)$$

Звідси зосереджені по кінцях лінії активні поперечні провідності, См складуть

$$\frac{G}{2} = \frac{G_o \cdot 1}{2}. \quad (52)$$

Користуючись схемою заміщення, знаходять втрати потужності в поперечних провідностях  $\underline{y}/2$  по кінцях лінії при ненормальних значеннях напруги за формулою

$$\Delta S_{\text{ПОПЕР}} = \frac{U^2 \cdot \underline{y}^*}{2} = \frac{U^2 (G - jB)}{2}. \quad (53)$$

При виконанні завдання слід враховувати, що дві ПЛ включені паралельно. У цьому випадку розрахункові значення параметрів одержують шляхом паралельного з'єднання відповідних поздовжніх опорів і поперечних провідностей схем заміщення кожної ПЛ.

**4.3.6. Розрахунок параметрів режиму роботи живильної мережі.** Це питання досить повно викладене в літературі, що рекомендується. При виконанні завдання потрібно виконати один крок ітераційного процесу розрахунку напруг у вузлах.

Напругу на живильному кінці лінії варто вважати заданою і рівною  $U_1^{\text{Л}} = U_{\text{НОМ}}$  для режимів максимального й мінімального навантажень.

Складають схему заміщення для розрахунку режиму мережі (рис. 5). Схема є еквівалентною, тому параметри схеми повинні враховувати дві лінії і два трансформатори.

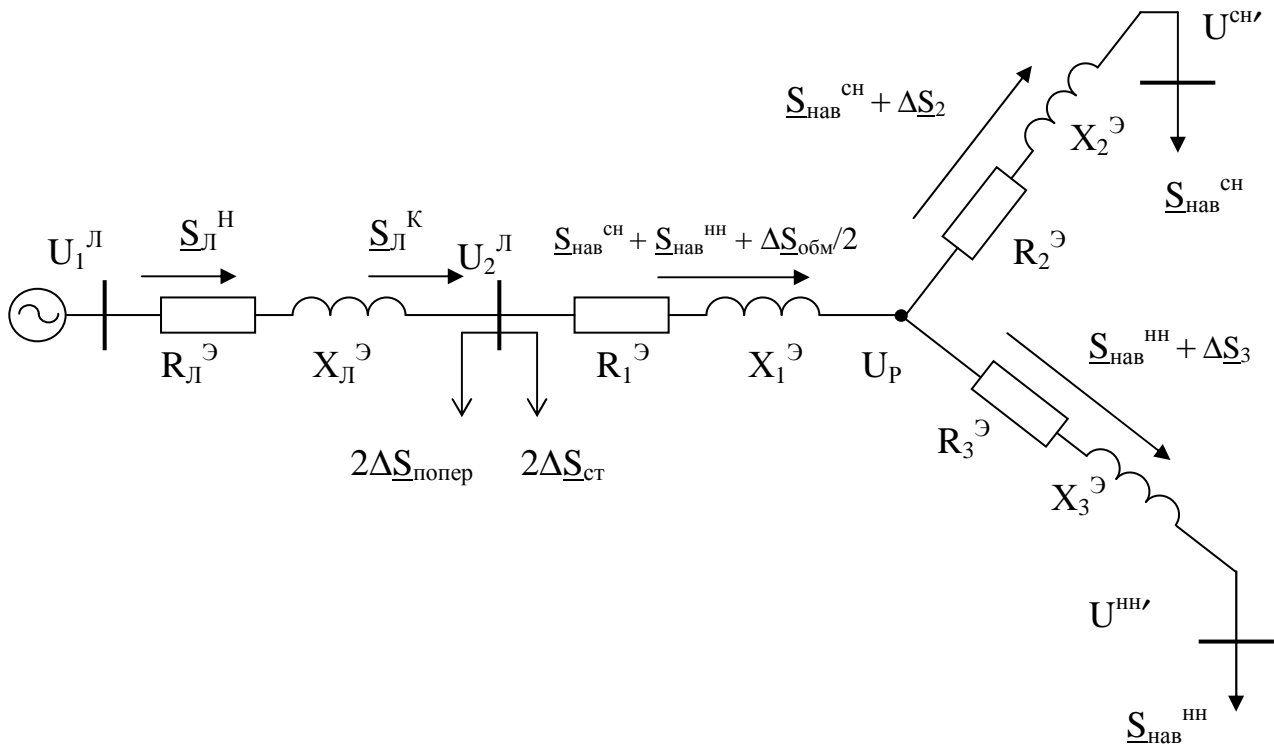


Рис. 5 - Розрахунок режиму мережі

Розрахунок даного кроку ітераційного процесу роблять у два етапи.

**1 етап.** Як перше наближення приймають напругу на приймальному кінці лінії рівним номінальному  $U_2^Л = U_H$ . Визначають потужність наприкінці лінії:

$$\underline{S}_Л^K = \underline{S}_P + 2\Delta\underline{S}_{\text{ПОПЕР}}. \quad (54)$$

Знаходять втрати потужності в лінії за формулою для задання параметрів наприкінці лінії:

$$\Delta\underline{S}_Л = \frac{(\underline{P}_Л^K)^2 + (\underline{Q}_Л^K)^2}{(\underline{U}_2^Л)^2} (\underline{R}_Л^Э + j\underline{X}_Л^Э). \quad (55)$$

Потужність лінії на початку:

$$\underline{S}_Л^H = \underline{S}_Л^K + \Delta\underline{S}_Л. \quad (56)$$

**2 етап.** Виконують за формулами для випадку задання параметрів на початку лінії.



Визначають складові спадання напруги в лінії:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_L^H \cdot r_L + Q_L^H \cdot x_L}{U_1^L}, \quad \delta U_{12} = \frac{P_L^H \cdot x_L - Q_L^H \cdot r_L}{U_1^L}. \quad (57)$$

Напруга наприкінці лінії:

$$U_2^L = \sqrt{(U_1^L - \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}. \quad (58)$$

За формулами, аналогічними (57) і (58), знаходять напруги в точці розгалуження гілок  $U_p$  і приведені до ВН напруги на сторонах середньої ( $U^{CH1}$ ) і низької ( $U^{HH1}$ ) напруги.

Розрахунок виконують для режиму максимальних і мінімальних навантажень. При розрахунках слід врахувати, що навантаження ПС на стороні НН постійне, а на стороні СН змінюється за графіком навантаження (див. рис.3).

За результатами розрахунку будують векторну діаграму струмів і напруг для режимів максимальних і мінімальних навантажень.

**4.3.7.** Перед виконанням п.7 контрольного завдання треба проробити тему 3 робочої програми; рекомендується вивчити [1, с. 496-505; 4, с. 74-79].

У зв'язку з тим, що графіки навантаження на стороні СН і НН ПС відрізняються один від одного, будуть відрізнятися і графіки навантаження елементів схеми. Так, добові графіки навантаження для обмоток СН і НН і відповідних променів схеми заміщення АТ рівні заданим, а для обмотки ВН АТ і ВЛ добовий графік навантаження буде дорівнювати сумі графіків навантаження обмоток СН і НН. У зв'язку з цим річні графіки навантаження для елементів схеми теж будуть різними. При виконанні завдання необхідно побудувати три річних графіки навантаження за тривалістю: для обмотки НН АТ; обмотки СН АТ; обмотки ВН АТ і ПЛ. При побудові слід прийняти допущення про рівність графіків навантаження для літніх і зимового робочих днів заданим. При цьому тривалість навантаження за рік у годинах можна

обчислити, помноживши тривалість відповідного навантаження за добу на число днів у році, тобто на 365.

З побудованих трьох графіків навантаження за тривалістю визначають число годин використання максимального навантаження для елементів схеми:

$$T_{Mi} = \int_0^{8760} \frac{S(t)}{S_{MAX}} dt. \quad (59)$$

Щоб знайти час максимальних втрат для елементів схеми  $\tau_i$ , східчасту криву графіка навантаження за тривалістю  $S(t)$  перебудовують у квадратичну, тобто будують функцію  $S^2(t)$ . Із квадратичної східчастої кривої знаходять  $\tau_i$ :

$$\tau_i = \int_0^{8760} \left( \frac{S_i(t)}{S_{iMAX}} \right)^2 dt \quad (60)$$

для відповідних поздовжніх елементів схеми заміщення електропередачі.

При обчисленні втрат електроенергії в електропередачі за рік слід визначити втрати електроенергії, які залежать від навантаження  $\Delta W'$ , і втрати електроенергії, які не залежать від навантаження  $\Delta W''$ .

Втрати енергії, що залежать від навантаження, визначають як суму втрат електроенергії в поздовжніх елементах схеми заміщення електропередачі:

$$\Delta W' = \sum_i R_i \frac{S_{iMAX}^2}{U_i^2} \cdot \tau_i. \quad (61)$$

Втрати енергії, що не залежать від навантаження, визначають втратами потужності в сталі автотрансформаторів –  $\Delta P_{XX}$  і втратами на корону ПЛ електропередачі –  $\Delta P_K$ :

$$\Delta W'' = (N_T \cdot \Delta P_{XX} + N_L \cdot \Delta P_{KO} \cdot 1) \cdot 8760, \quad (62)$$

де  $N_L$  й  $N_T$  – число включених ПЛ й автотрансформаторів ( $N_L = 2$ ,  $N_T = 2$ ); 8760 – число годин за рік.

**4.3.8. Регулювання напруги.** В автотрансформаторах 220-330 кВ (табл. П.9) регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН  $\pm 6 \times 2\%$  на стороні СН. Із цією метою на стороні НН можуть бути застосовані додаткові вольтодобавочні трансформатори, лінійні регулятори (ЛГР) або регульовані джерела реактивної потужності.

З розрахунку режиму при максимальних і мінімальних навантаженнях відома приведена до ВН напруга на шинах СН,  $U_1^{CH1}$  і  $U_2^{CH1}$ , відповідно.

Відносне число витків РПН на стороні СН  $W$  можна знайти з виразу для бажаного коефіцієнта трансформації автотрансформатора:

$$K_{\text{тр.ж}} = \frac{U^{CH/}}{U_{i\text{ж}}^{CH}} = \frac{U_{\text{тр.ном}}^{BH}}{U_{\text{тр.ном}}^{CH} (1 + W_i)}, \quad i = 1, 2, \quad (63)$$

де  $i = 1$  – режим максимальних, а  $i = 2$  – режим мінімальних навантажень, відповідно;  $U_{i\text{ж}}^{CH}$  – бажане значення на стороні СН трансформатора в  $i$ -му режимі;  $U_{\text{тр.ном}}^{BH}$  і  $U_{\text{тр.ном}}^{CH}$  – номінальне значення ВН і СН трансформатора.

Отже

$$W_i = \frac{U_{\text{тр.ном}}^{BH} \cdot U_{i\text{ж}}^{CH}}{U_{\text{тр.ном}}^{CH} \cdot U_i^{CH/}} - 1. \quad (64)$$

Номер відгалуження, на якому повинен працювати трансформатор в  $i$ -му режимі,

$$N_i = \frac{W_i \cdot 100}{E_{\text{СТ}} \%}, \quad (65)$$

де  $E_{\text{СТ}}\%$  – рівень регулювання напруги трансформатора, %.

Отримані номери  $N_i$  округляють до найближчих стандартних.

При виборі значень  $U_{iЖ}^{CH}$  слід враховувати необхідність зустрічного регулювання напруги. При виконанні завдання можна прийняти:  
 $U_{1Ж}^{CH} = (1,05 - 1,1) U_{НОМ}^{CH}$ ;  $U_{2Ж}^{CH} = U_{НОМ}^{CH}$ .

Після вибору відгалужень РПН виконують розрахунок фактичних значень напруг (СН і НН).

Визначають фактичні коефіцієнти трансформації:

$$K_{TPi}^{B-C} = \frac{U_{ТР.НОМ}^{BH}}{U_{ТР.НОМ}^{CH} (1 + N_i \cdot E_{СТ} / 100)}; \quad K_{TP}^{B-H} = \frac{U_{ТР.НОМ}^{BH}}{U_{ТР.НОМ}^{HH}}. \quad (66)$$

Знаходять фактичну напругу на шинах СН і НН:

$$U_{ФАКТi}^{CH} = \frac{U_i^{CH/}}{K_{TPi}^{B-C}}; \quad U_{ФАКТi}^{HH} = \frac{U_i^{HH/}}{K_{TP}^{B-H}}.$$

## ДОДАТКИ

**Таблиця Д.1** – Шкала номінальних потужностей силових трансформаторів.

Номінальні потужності трансформаторів, кВА.				
10	16	25	40	63
100	160	250	400	630
1000	1600	2500	4000	6300
...	...	...	...	і т.д.

**Таблиця Д.2** – Припустиме тривале струмове навантаження (по нагріванню) кабельних ліній 10 кВ з алюмінієвими жилами й паперовою ізоляцією при прокладці в землі.

Переріз жили, мм <sup>2</sup> .	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Припустиме тривале струмове навантаження, А.	-	75	90	115	140	165	205	240	275	310	355

**Таблиця Д.3** – Економічна щільність струму для кабелів з алюмінієвими жилами й паперовою ізоляцією (для Європейської частини СНД).

$T_{нб}$ , ч	1000-3000	3000-5000	Більше 5000
Щільність струму, А/мм <sup>2</sup>	1,6	1,4	1,2

**Таблиця Д.4** – Розрахункові дані на 1км кабельної лінії з алюмінієвими жилами з паперовою ізоляцією й в'язким просоченням, напругою 10 кВ.

Переріз жили, мм <sup>2</sup>	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Активний опір жил $R_0$ при $t=20^{\circ}\text{C}$ , Ом/км.	3,1	1,94	1,24	0,89	0,62	0,443	0,326	0,258	0,206	0,167	0,129
Індуктивний опір $X_0$ , Ом/км	-	0,113	0,099	0,0925	0,09	0,086	0,083	0,081	0,079	0,077	0,075

**Таблиця Д.5** – Економічні інтервали струмових навантажень для сталевалюмінієвих проводів ПЛ 220-330 кВ при повній номенклатурі перерізів (на два проводи)

Напруга, кВ	Тип і матеріал опор	Район по ожеледі	Граничне економічне струмове навантаження на один ланцюг, А, при перерізі, мм <sup>2</sup>			
			240	300	400	500
220	Одноланцюгові, залізобетон, сталь	1 - 4	280	385	480	700
330	Одноланцюгові, залізобетон, сталь	1 - 4	500	800	940	1350

**Таблиця Д.6** – Припустимі тривалі струми для сталевалюмінієвих проводів при температурі повітря +25<sup>0</sup>С (на один провід)

Номінальний переріз (алюміній/сталь), мм <sup>2</sup>	240/32	300/39	400/51	500/64
Струм, А (поза приміщеннями)	605	710	825	945

**Таблиця Д.7** – Розрахункові дані сталевалюмінієвих проводів марки АС

Номінальний переріз (алюміній/сталь) мм <sup>2</sup>	240/32	300/39	400/51	500/64
Діаметр проводу, мм	21,6	24,0	27,5	30,6
Електричний опір при 20 <sup>0</sup> С (на один провід), Ом/км	0,121	0,098	0,075	0,06
X <sub>0</sub> , Ом/км (220кВ)	0,435	0,429	0,42	0,413
X <sub>0</sub> , Ом/км (330кВ на два проводи)	0,331	0,328	0,323	0,32

**Таблиця Д.8 – Втрати на корону й питому ємнісну провідність**

Напруга ПЛ, кВ	Номінальний переріз проводу (алюміній/сталь) мм <sup>2</sup>	Кількість проводів у фазі	$\Delta P_{к. 0 \max}$ , кВт/км	$\Delta P_{к. 0 \min}$ , кВт/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ См/км
220	240/32	1	2,7	2,0	2,6
	300/39	1	2,5	1,8	2,64
	400/51	1	1,7	1,3	2,7
	500/64	1	1,5	1,0	2,74
330	240/32	2	4,3	3,2	3,38
	300/39	2	3,4	2,5	3,41
	400/51	2	2,6	1,8	3,46
	500/64	2	1,9	1,4	3,5

**Примітка.** Для України слід приймати проміжні значення втрат.

**Таблиця Д.9 – Каталогні дані автотрансформаторів**

Тип	МВ·А	U <sub>н</sub> обмоток, кВ			U <sub>к</sub> %			ΔР <sub>к. з.</sub> , кВт			ΔР <sub>х. х.</sub> , кВт	I <sub>х. х.</sub> , %
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	11	11	35,7	21,9	215	-	-	45	0,5
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	11	11	31	19	305	-	-	65	0,5
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	11	11	32	20	430	-	-	125	0,5
АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	10,5	11,5	33,4	20,8	520	-	-	145	0,5
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	10,5	10	35	24	370	-	-	115	0,5
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	10,5	10	34	22,5	600	-	-	180	0,5
АОДЦТН-133000/330/220	133	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	10,5	9	60,4	48,5	280	125	105	55	0,15

**Примітки:** 1) Потужність обмотки НН становить 50%, за винятком автотрансформаторів 330 кВ потужністю 200, 250 й 133 МВА, для яких вона складає 40, 25 й 25% номінальної відповідно.

2) Регулювання напруги здійснюється на стороні СН за рахунок РПН±6×2%.



## **СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ**

### **Основна**

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
2. Электрические системы / Под ред. В.А. Веникова: В 7 т. - Т.2. Электрические сети. - М.: Высш. шк., 1971. - 440 с.
3. Петренко Л.И. Электрические сети: Сборник задач. - Киев: Высш. шк., 1985. - 271 с.
4. Сендерович Г.А. Електричні системи й мережі: короткий конспект лекцій за курсом “Електричні системи й мережі”. Харків: ХДАМГ, 2003. - 73 с.
5. Проектирование систем электроснабжения: Уч. пособие / О.Г.Гриб, А.Л. Ерохин, Г.А. Сендерович, К.А. Старков. - Харьков: ХГАГХ, 2002. - 185 с.

### **Додаткова**

6. Электрические сети энергетических систем / В.А. Боровиков, В.К. Косарев, Г.А. Ходот. - Л.: Энергия, 1977. - 391 с.
7. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 640 с.
8. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения / Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. - Минск, 1997. - 30 с.
9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 352 с.
10. Электротехнический справочник. В 3т. Кн. 1 / Под общей ред. профессоров МЭИ. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 880 с.

## Навчальне видання

Методичні вказівки до самостійного вивчення курсу «Електричні системи та мережі» та виконання контрольних завдань (для студентів 3 курсу денної і 3-4 курсів заочної форм навчання та слухачів другої вищої освіти за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»).

Укладачі: Сендерович Геннадій Аркадійович,  
Довгалюк Оксана Миколаївна,  
Калюжний Дмитро Миколайович

Відповідальний за випуск *О. Г. Гриб*

Редактор *М. З. Аляб'єв*

План 2007, поз. 138 М

---

Підп. до друку 01.02.2007 р.	Формат 60x84 1/16
Друк на ризографі.	Ум. друк. арк. 2,5
Тираж 100 пр.	Зам. №

Видавець і виготовлювач:  
Харківська національна академія міського господарства  
вул. Революції, 12, Харків, 61002  
Електронна адреса: [rectorat@ksame.kharkov.ua](mailto:rectorat@ksame.kharkov.ua)  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:  
ДК № 731 від 19.12.2001